

Интервью ROGTEC:

Мартин Райленс, BP

Руководитель инженерной группы с Старший советник по интенсификации скважин



The ROGTEC Interview:

Martin Ryland, BP

Engineering Manager,
Fracturing & Stimulation,
and Global Senior Advisor



Ваша должность предполагает активное участие в работе со всеми видами нефтегазовых комплексов, а также в геологоразведочных работах BP. Пожалуйста, опишите ваши цели и роль в компании.

Мою роль вкратце можно описать как обеспечение координации всех операций BP с насосами, ГРП, интенсификацией притока, химической обработкой, подземным ремонтом скважин и т.д. в рамках одной группы, и применение данных координационных мероприятий ко всем операциям BP, работе совместных предприятий и сторонних компаний-операторов. Это включает в себя различные виды деятельности, начиная с наших геологоразведочных работ, программ оценки запасов, и заканчивая программами освоения месторождений.

Что касается целей, то в рамках вышеуказанного круга обязанностей моей первоочередной целью является организация "услуг насосного оборудования" в виде частной дисциплины в масштабах всей компании BP. У нас есть отдельная группа, специалисты которой базируются в различных странах, но работают по единому шаблону. Данная группа является самообучающейся, благодаря чему у нас есть возможность наблюдать за карьерным ростом сотрудников, при этом обеспечивая BP высокоэффективным и оптимальным пакетом решений в области гидроразрыва пласта и интенсификации притока. Это уже приносит солидные дивиденды как сотрудникам компании, так и региональным подразделениям BP и компании в целом.

Your title would suggest an active role in all play types as well as BP's exploration activities. Please describe your role in the company and your goals.

My role can be summarised as ensuring that all of BP's pumping operations, fracturing, stimulation, chemical, intervention e.t.c. are coordinated within one team and that this influence extends to all BP operations, JV companies as well as OBO (Operated By Others). This ranges from our exploration activities, through appraisal programmes and into development programmes.

In terms of goals, with a remit as outlined above my primary goal is to establish 'pumping services' as a sub-discipline across BP. We have a team that is globally distributed, but works to the same template, is a learning organisation and presents us with an opportunity to progress the careers of Individuals, while benefitting BP with an increasingly efficient and optimal set of solutions to well fracturing and stimulation. This is already paying substantial dividends to the individuals, the BP regions and BP as a whole.

It seems that "fracturing" is the industries buzz word, with one engineer recently telling me: "we frac everything... Then we frac it again!" But what happens when a frac job goes wrong? What are some of the key lessons and best practices you have learned from fracs which haven't gone according to plan?

Ok, let's have some fun. Definitely there are many many key lessons to be learned and unfortunately mistakes are made time and time again, from one part of the globe to

“Гидроразрыв пласта”, как кажется, стал модным словом в лексиконе работников отрасли, например, недавно один инженер сказал мне: “Мы подвергаем гидроразрыву всё ... и затем мы проводим его снова!” Но что происходит, когда работы по гидроразрыву заканчиваются неудачей? Какие основные уроки вы извлекли из гидроразрывов, которые не прошли по намеченному плану, и какие наиболее оптимальные методы были выбраны в результате?

Хорошо, давайте обсудим это подробнее. Конечно же, в ходе работ извлекается множество важных уроков и, к сожалению, ошибки время от времени случаются, причем в различных частях света; они в основном попадают под одни и те же категории, и поэтому при скоординированном и взаимосвязанном обучении их легко избежать. Предлагаю обсудить две из них:

Верхнюю строчку списка занимает оценка коллекторских свойств (в первую очередь проницаемости, точнее, kh - произведения проницаемости на эффективную толщину), ведь знание величины проницаемости не имеет смысла без указания условий, в которых производилось ее измерение (т. е. проницаемость необходимо привязать к определенным условиям), и без их корректировки на поведение флюидов в пласте. Нередко вне BP мне встречаются примеры обсуждения значений проницаемости/ kh , полученных всего лишь по результатам каротажа (мы должны помнить, что каротажные диаграммы, как таковые, не “измеряют” проницаемость). До тех пор, пока не будет проведено опробование скважины (с соответствующей интерпретацией КВД) или гидродинамическое исследование в какой-либо форме, напр. DFIT/ACA, расчеты kh остаются лишь расчетами. Нет ничего необычного в том, что после получения надлежащих данных начальные расчеты будут отличаться на порядок величины в меньшую сторону (очевидно, что это отражается на продуктивности скважин и результативности гидроразрыва и интенсификации притока).

Второй по важности урок - это оперативное обеспечение / контроль качества. Когда речь заходит о них, большинство думает “ага, это значит, что низкая результативность гидроразрыва пласта объясняется плохим качеством жидкости для гидроразрыва”, а фактически очень трудно создать жидкость, которая ухудшит или ограничит качество проведения гидроразрыва, но очень легко создать жидкость, которая не позволит получить надлежащую геометрию трещин / проводимость пласта после гидроразрыва. Оперативное обеспечение / контроль качества определяют согласованность, а согласованность определяет понимание; всеми операциями следует руководить связно, что полезно для всех сторон. Например, когда BP создала группу по гидроразрыву TNK-BP в 2003

another; they tend to fall in the same categories and so with coordinated and coherent learning they are easily avoided, but I will just discuss two of these.

Top of the list is the assessment of formation properties (chiefly permeability or indeed kh), permeability is meaningless unless the conditions under which it was measured are quoted (i.e. it has to be referenced) and adjusted to in-situ behaviour. All too often, outside BP, I see examples of permeability/ kh numbers being bandied about that are merely log derived (remember logs don't 'measure' permeability). Until a well-test (and associated PTA) or some form of transient test such as a DFIT/ACA, has been performed then kh estimates are just that. It is not unusual to see initial estimates reduced by an order of magnitude, once appropriate data is available (that obviously directly impacts productivity and Frac & Stim delivery).

The second biggest lesson is operational QA/QC. Now for operational QA/QC a lot of people might think “oh that means that when fracs go wrong it is because the fluid is bad”, in fact it is very difficult to create a fluid that will ‘gunk-up’ or ‘limit’ frac behaviour, but it is very easy to create a fluid that will not allow the correct fracture geometry/conductivity to be placed. Operational QA/QC is the key to consistency and consistency is the key to understanding; all operations should be managed coherently, all parties benefit. For example, when BP created the TNK-BP Frac Team (2003), we wrote a standard that is still used in Russia today and was welcomed by the Service Sector as a watershed in Russian Frac operational QA/QC behaviour.

Alongside the environmental concerns, one of the major concerns with fracturing is the association with tremors and quakes. What is your view on this and the environmental concerns? How can the risk be minimised?

There is no doubt that fracturing results in seismic activity during the pumping/closure phase, this is the entire basis for the micro-seismic industry. However, pump durations are short and the energy packets that are released are tiny in comparison to conventional seismic (earthquake) behaviour and careful candidate selection and respect for faults can minimise any events. The likely true culprit for increased (measurable) seismic activity in some US States, is probably the increased use of Class II water disposal wells for waste fluids. These wells are pumped on over very long periods, are used by many many industries (not just petroleum), it's likely that the increased frac activity (and hence associated increased water disposal) has resulted in more activity from these long duration pumping wells.

With BP having a significant stake in Rosneft, what levels of strategic and technical cooperation are we currently seeing between both companies? How will this relationship develop in the future?

Certainly, from my own perspective, I would like to see us working very closely with Rosneft on their fracturing

году, мы разработали стандарт, который применяется в России по настоящее время, и сервисная отрасль высоко оценила его появление как важную веху в истории оперативного обеспечения / контроля качества в ходе работ по гидроразрыву в России.

Помимо экологических проблем, одной из главных проблем в связи с гидроразрывом является то, что его ассоциируют с колебаниями почвы и землетрясениями. Каково ваше мнение по данным вопросам? Как можно свести риск к минимуму?

Без сомнения, гидроразрыв пласта вызывает сейсмическую активность на этапе насосных операций / закрытия трещин, на этом ведь и основана вся микросейсмическая отрасль. Тем не менее, длительность насосных операций невелика, и высвобождаемые пакеты энергии крошечны по сравнению с традиционными (присущими землетрясениям) сейсмическими характеристиками, и можно свести к минимуму риск неблагоприятных событий, если тщательно выбирать скважины-кандидаты для гидроразрыва и учитывать тектонические нарушения. Истинным виновником возросшей (измеримой) сейсмической активности в некоторых штатах США, вероятно, является рост использования водонагнетательных скважин класса II для отработанных буровых растворов. Данные скважины работают с помощью насосов в течение очень долгих периодов времени, используются в очень многих отраслях (не только в нефтедобыче), и вероятно, что рост активности в области ГРП (и, как следствие, сопутствующий рост сброса сточных вод) привел в результате к большей активности, связанной с этими работающими уже довольно долго скважинами.

Учитывая, что BP владеет значительной долей акций Роснефти, какой уровень стратегического и технического сотрудничества наблюдается сейчас между этими двумя компаниями? Как данные отношения будут развиваться в будущем?

Конечно, с моей точки зрения, мне хотелось бы, чтобы мы очень тесно работали с Роснефтью в области операций по гидроразрыву пластов, в частности по многоступенчатому ГРП в горизонтальных скважинах на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти и трудноизвлекаемыми запасами газа в условиях высокого давления и температуры. Как могла увидеть Роснефть на примере TNK-BP, у нас есть что предложить на данном направлении, и при том уровне активности, который присущ Роснефти, я уверен, что реализация этого - всего лишь вопрос времени. При том, что сейчас наблюдается падение цены на нефть, по мере падения стоимости нефти традиционно уменьшается ввод новых скважин, однако работы по гидроразрыву (повторному ГРП) в старых скважинах начинают активизироваться,

operations, specifically multi-fractured horizontal wells in tight-oil and HPHT tight-gas opportunities. As Rosneft have seen, with TNK-BP, we have a lot to offer in this space and with the level of activity that Rosneft have I am sure that it will only be a matter of time before this gets underway. Given the current depression in oil-price, traditionally as oil-price drops new well delivery reduces, however frac activity (re-fracturing) in old wells starts to increase and we have been very active in certain parts of the globe already in re-fracturing. This might be one of the first areas that we can start to assist with.

Regarding the region's tight-oil/tight-gas reserves; how will you utilize your worldwide experience to ensure Rosneft maximizes its regional potential?

That's a very good question and very pertinent right now. What I have seen quite a bit of so far, with tight-oil development, is the misapplication of a number of technologies that were designed for very, very low permeabilities being used in formations with much better matrix permeability. It is quite concerning, as these technologies simply don't apply and the industry runs the risk of under-evaluating global opportunities because of such misapplications; it's a real issue and one that I published on just last year (SPE 170773, Rylance & Martin, 2014).

Therefore, I see one of our opportunities, with Rosneft, is to help steer them away from some of these technologies (which are oversold) and towards solutions that are appropriate and effective for the formation conditions that they have. Such a co-operative relationship will potentially reap great rewards for both parties, as BP have similar acreage in Alaska to Rosneft's acreage in Siberia. Additionally, over time I have no doubt that the very innovative Russian oilfield will develop and apply technologies that we can take elsewhere as well.

Do you see Russia following the North American model, with an associated upswing in activity, around enhanced development of its own oil and gas deposits any time soon?

I do see the likely increased application of multi-fractured horizontal wells, however as with my answer to the last question, with the caveat that the appropriate solutions are applied. The key to effective deployment is actually going to be around the drilling costs and efficiencies, let me explain. If we can achieve an uplift in production of say 2 to 3 fold with a multi-fractured Horizontal vs. a Vertical then we would potentially be interested in pursuing this depending upon the associated drilling costs. For example, if the associated drilling cost factor of a Horizontal vs. a Vertical were say 1.5 then it is likely a good choice, if it is a factor of 2 then there is less incentive and if it is a factor of 2.5 then there is little benefit. We have to 'move' Russian horizontal well drilling costs into the 1.5 times a Vertical arena, and we will be in good shape.

и мы уже ведем активные работы по повторному ГРП в некоторых частях света. Это, возможно, одно из первых направлений, где мы можем начать оказание поддержки.

Касательно трудноизвлекаемых запасов нефти и газа в регионе: как вы применяете свой международный опыт, чтобы обеспечить максимальный рост регионального потенциала Роснефти?

Это очень хороший вопрос, и весьма уместный в нынешней ситуации. Пока что в области освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти я наблюдаю неправильное применение ряда технологий, предназначенных для предельно низких значений проницаемости в пластах с гораздо лучшей первичной проницаемостью. Это довольно проблематично, т. к. данные технологии просто-напросто не применяются, и отрасль подвергается риску недооценки глобальных возможностей ввиду такого неправильного применения технологий; это действительно серьезная проблема, и я опубликовал материал на эту тему в прошлом году (SPE 170773, Rylance & Martin, 2014).

Таким образом, я рассчитываю на то, что в ходе совместной работы с Роснефтью у нас будет возможность помочь Роснефти отказаться от применения некоторых из данных технологий (которые навязываются ей) в пользу решений, подходящих и эффективных для имеющихся у нее пластовых условий. Такие отношения сотрудничества могут вознаградиться сторицей для обеих сторон, т. к. площадь месторождений BP на Аляске сравнима с площадью месторождений Роснефти в Сибири. Кроме того, я не сомневаюсь, что с течением времени весьма инновационная российская нефтедобывающая отрасль будет развиваться, и в ней будут применяться технологии, которые мы затем сможем применять также и в других странах.

Как вы расцениваете возможность того, что в скором времени Россия последует североамериканской модели, с соответствующим повышением активности в сфере вторичных методов разработки своих собственных залежей нефти и газа?

Я считаю, что вполне вероятен рост многоступенчатых ГРП в горизонтальных скважинах, однако, как и в моем ответе на предыдущий вопрос, с оговоркой, что должны применяться соответствующие решения. Ключом к эффективному применению фактически станут стоимость и эффективность бурения. Позвольте пояснить этот момент. Если мы можем достичь повышения добычи, скажем, в 2 или 3 раза, используя многоступенчатые ГРП в горизонтальных скважинах по сравнению с эксплуатацией вертикальных скважин, то мы, возможно, заинтересуемся осуществлением этой

цели, в зависимости от соответствующей стоимости бурения. Например, если соответствующая стоимость бурения горизонтальной скважины будет, например, выше стоимости бурения вертикальной скважины в 1,5 раза, то это будет правильным выбором, если разница будет в 2 раза, это будет уже не так привлекательно, а при разнице в 2,5 раза польза будет совсем малой. Нам следует "сдвигать" стоимость бурения горизонтальных скважин так, чтобы она была примерно в 1,5 раза выше стоимости бурения вертикальных скважин, и тогда все у нас будет в порядке.

Биография:

Мартин Райленс, является старшим советником и руководителем группы технического проектирования гидроразрыва пласта и интенсификации притока в компании BP. После получения степени бакалавра наук в области чистой математики он уже 30 лет работает с компанией BP, ее партнерами и совместными предприятиями. В техническом отношении, он занимается всеми аспектами операций с насосами и осуществлением множества кампаний, программ, экспериментальных и разведочных работ более чем в 30 странах. Кроме того, он специализируется в освоении нетрадиционных запасов, исследовании тектонических режимов и ведении работ в условиях высокого давления и температуры. Мартин Райленс принимает активное участие в работе SPE (Общества инженеров-нефтяников), ASME (Американского общества инженеров-механиков) и различных математических и геологических обществ, дважды (в 2007 и 2013 гг.) удостоившись звания почетного преподавателя в области гидроразрыва пласта, а также является членом научного общества Института математики в Лондоне.



Biography :

Martin Rylance is the Senior Advisor and the Engineering Team Leader for Fracturing & Stimulation within BP. He has worked with BP, their partners and JV's for 30 Years, since graduating with a BSc in Pure Mathematics. Technically, he is involved in all aspects of pumping operations and implementation of numerous campaigns, pilots and exploration programmes, across more than 30 countries. Additionally, he has specialised in unconventional, tectonic regimes and HPHT environments. Active with SPE, ASME and various Numerical and Geological Societies, Distinguished Lecturer Fracturing 2007 and 2013, he is also a Fellow of the Institute of Mathematics in London.